



PROSIDING SIMPOSIUM DAN SEMINAR
GEOMEKANIK KE-1 TAHUN 2012
MENGAGAS MASA DEPAN REKAYASA BATUAN &
TEROWONGAN DI INDONESIA

Pemodelan Distribusi Saturasi Air Awal Pada Lapangan "X" Berdasarkan Data Analisa *Petrophysic* (Well Log) Dan Analisa *Core*

Oleh :

Bambang Triwibowo *

V Dedi Cahyoko Aji **

(* Dosen Teknik Geologi Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta)

(** Mahasiswa Magister Teknik Geologi Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta)

Abstrak

Analisa dilakukan pada reservoir, yang berupa batupasir serpihan, Formasi Tualang dan Lakat Cekungan Sumatra Tengah. Jumlah sumur yang pernah berproduksi pada Lapangan "X", sebanyak 71 sumur dengan 3 sumur eksisting sampai dengan tahun 2011.

Distribusi Saturasi air awal (Swi) akan menentukan besarnya *oil in place* dan akan mempengaruhi langkah selanjutnya dalam melakukan pemodelan dinamis simulasi reservoir. Tantangan utamanya memodelkan dan menemukan persamaan yang digunakan dalam distribusi Swi. Analisa pemodelan distribusi Swi menggunakan data *core* dari analisa 2 sumur dengan metode perata-rataan *J-Function* dan data log (porositas dan Swi).

Berdasarkan Swi terkoreksi terhadap data tekanan kapiler hasil dari analisa *core* didapatkan pergeseran kurva log (Sw log), setelah dilakukan koreksi dengan data *core* yang berhubungan dengan besarnya porositas dan juga distribusi volume *shale*. Hasil analisa ini sesuai dengan data *production test* yang dilakukan pada beberapa interval kedalaman, sehingga metode yang diusulkan dapat digunakan. Pada Lapangan "X" dan lapangan lain yang mempunyai karakteristik batuan yang hampir sama untuk memodelkan distribusi saturasi air awal.

Kata Kunci : Saturasi Air, J-Function, Fasies, Model

Karakterisasi reservoir merupakan bagian penting dalam mendefinisikan model geologi reservoir (statik dan dinamis model) yang bertujuan untuk melakukan pengembangan lapangan. Parameter yang penting dalam karakteristik reservoir yaitu pendefinisian jenis batuan reservoir berhubungan erat dengan jenis fasies dan sifat petrofisika batuan. Tujuan penulisan ini adalah:

1. Mengembangkan log sumuran dengan menggunakan data well log dan data analisa core yang pada akhirnya untuk menentukan model distribusi saturasi air awal dalam reservoir.
2. Validasi hasil model analisa Sw log dengan hasil pengukuran Pc dengan menggunakan data analisa tekanan kapiler yang diperoleh dari analisa core.
3. Memvalidasi hasil analisa Swi hasil perhitungan dengan log-Swi profil dari beberapa sumur di lapangan.

Sebuah model dinamis dibangun dari model statis dengan melakukan upscaling model. batulanau dan batulempung. Lapangan "X" mulai berproduksi pada tahun 1987, sampai dengan sekarang telah berproduksi dengan 71 sumur produksi. Modeling 3D lapangan ini dimulai dengan melakukan korelasi sumuran berdasarkan analisa log sumur, selanjutnya dilakukan modeling property yang terdiri dari model Vshale, model isoporositas, iso permeabilitas dan Gridding digunakan dalam modelling 3D bertujuan untuk menyebarkan property heterogenitas. Untuk memodelkan distribusi saturasi air pada model 3D didasarkan pada data Sw Log sumuran yang berasal dari analisa petrophysic

Tinjauan Lapangan

Lapangan "X" memiliki reservoir berupa batupasir Formasi Lakat Atas dan Tualang yang berkembang di Bengkalis Trough dengan fasiesnya heterogen secara vertikal maupun lateral. Formasi Lakat dan Tualang terdiri dari perselingan



batupasir, batulanau dan batulempung, yang diendapkan pada lingkungan fluvial, delta, estuarin dan pantai pada Kala Oligosen Akhir-Miosen Awal (**Gambar 1** dan **Gambar 2**). Dalam korelasi stratigrafi sikuen pada Formasi Lakat dan Tualang terdapat 2 (dua) sikuen berupa perulangan sedimen allocyclic yang dipengaruhi oleh eustasi. Berdasarkan batasan marker sikuen stratigrafi berupa flooding surface (FS) dan sub-flooding surface(sub-FS), dapat ditentukan 8 (delapan) batupasir reservoir yaitu D, E, G, H, I, J, K dan L dengan jenis fasies Fluvial Cahnnel, Distributary Mouth Bar, Mouth Bar, Distributary Channel, Tidal Estuarine dan Storm Deposit (**Gambar 2**).

Persiapan Data

Sumur yang akan digunakan pada analisa Sw log merupakan sumur - sumur awal dengan assumsi pada sumur tersebut belum terjadi perubahan saturasi oleh adanya proses produksi dan juga intervensi dari sumur - sumur produksi lainnya, sehingga bisa dianggap Sw yang diperoleh pada sumur tersebut adalah Sw *initial*.

Data yang diperlukan dalam melakukan analisa ini terdiri dari 4 sampel core dari Sumur X-26 dan data log sumuran yang berasal dari 20 sumur pada kondisi awal, yang bertujuan untuk mendefinisikan zona transisi.

Data yang diperlukan dalam melakukan analisa zona transisi yaitu :

- Data log sumur yang terdiri dari data porositas (Fraksi), *initial water saturation* (Fraksi), WOC (m)
- Data core yang terdiri dari permeabilitas (mD), porositas (Fraksi), *critical water saturation* (Fraksi), Tekanan kapiler (Pa)
- Data fluida yang terdiri dari densitas minyak (Kg/m³), densitas air (Kg/m³)

Analisa perhitungan dilakukan dengan menggunakan bantuan Microsoft EXCEL, densitas minyak dan air diukur pada suhu reservoir (PVT data), tegangan antar muka (IFT) antara minyak dan brine water juga diukur dengan asumsi sudut kontak dari nol derajat.

Dasar Teori

Tujuan dari analisis zona transisi adalah untuk memvalidasi tingkat konsistensi data saturasi air yang dihitung dari log (Well Log analysis). Analisis zona transisi akan memberikan nilai saturasi air di atas kontak (WOC) sebenarnya sesuai dengan data tekanan kapiler di zona transisi. Dasar dari analisis ini adalah bentuk saturasi air di reservoir harus memenuhi teori tekanan kapiler di reservoir yang tersebar akibat migrasi

(perpindahan) hidrokarbon oleh proses pendesakan, (**Gambar 3**) yang merupakan fungsi dari perbedaan densitas fluida (air & hidrokarbon), gaya gravitasi dan ketinggian di atas permukaan air bebas. FU (*force up*) adalah daya apung tekanan minyak mendorong air, $FU = \Delta\rho * g * h * Area$, dan FD (*force down*) adalah tekanan kapiler terhadap tekanan apung minyak, $FD = Pc * Area$ (**Gambar 4**). Persamaan kesetimbangan adalah sebagai berikut :

$$Pc = \rho_o - \rho_w \quad (1)$$

$$FU = FD \quad (2)$$

$$\Delta\rho * g * h * A = Pc * A \quad (3)$$

$$Pc = \Delta\rho * g * h \quad (4)$$

$$h = Pc / \Delta\rho * g \quad (5)$$

$$2\pi * r * \sigma * \cos\theta = (\rho_w - \rho_o) * \pi * r^2 \quad (6)$$

$$2\pi * r * \sigma * \cos\theta = Pc * \pi * r^2 \quad (7)$$

$$Pc = 2\sigma * \cos\theta \quad (8)$$

Keterangan :

- θ : sudut kontak fluida
 σ : *interfacial tension*
 ρ_w : densitas air
 ρ_o : densitas minyak
 $\sigma * \cos\theta$: gaya tegangan minyak

Kurva Tekanan Kapiler (Reservoir)

Data tekanan kapiler diperoleh berdasarkan analisa data core dalam sistem water-oil. Hasil pengukuran data tekanan kapiler dari data core dapat dilihat pada **Tabel -2**.

Semua data tekanan capiler dari analisa core dilakukan normalisasi berdasarkan fasies (lapisan) dengan menggunakan J-Function versus Sw*

$$J = (Pc / \sigma * \cos\theta) * \sqrt{K / \phi} \quad (9)$$

$$Sw^* = (\log Sw - \log Sw_c) / (1 - Sw_c) \quad (10)$$

Keterangan

- Pc : tekanan Kapiler, Pa
 σ : *interfacial tension*, N/m
 θ : sudut kontak
 K : permeabilitas, m²
 ϕ : porositas, Fraksi
 Sw : *wetting phase saturation*
 Sw_c : *irreducible wetting phase saturation*
 Sw^* : *normalisasi wetting phase saturation*

Asumsi yang digunakan sudut kontak antara dua sistem adalah 0 dan nilai interfacial tension yang digunakan untuk melakukan normalisasi data laboratorium untuk air - water (*brine*) sebesar 0.072 N/m. J_{max} hasil analisa setiap fasies dapat dilihat pada **Gambar 10**.

Prosedur Analisa Water Saturation (Sw)

Analisa dilakukan dengan pendekatan J-*function* diperoleh dari analisa *core* yang bertujuan



untuk melakukan koreksi S_w yang diperoleh dari data analisa petrophysic dan analisa tekanan kapiler yang. Analisa data tekanan kapiler berdasarkan pengukuran *core* untuk setiap fasies dapat menggunakan persamaan (9) dan (10) (*J Function* vs S_w^*)

Prosedur analisa tekanan kapiler berdasarkan data *core* adalah sebagai berikut :

- Hitung harga J dan S_w^* dengan persamaan (9) dan (10) untuk setiap sampel.
- Plot ($J\sigma^*\cos\theta$) vs S_w^* sehingga diperoleh pola tekanan kapiler (**Gambar 11**).
- Perkirakan harga J^{\max} dari plot J vs S_w^* pada $S_w^*=0$.
- Plotting S_w^* vs $1/(J+1)$ sehingga diperoleh persamaan kurva.

Grafik hasil plot J vs S_w^* dan S_w^* vs $1/(J+1)$ ditunjukkan pada **Gambar 13**. dan **Gambar 14**.

Prosedur analisa tekanan kapiler berdasarkan data *well log* sebagai berikut :

- Tentukan batas kontak fluida
- Tentukan densitas fluida (minyak dan air) berdasarkan data PVT, kemudian hitung perbedaan densitas ($\Delta\rho$)
- Hitung ketinggian dari kontak fluida untuk setiap data, h = batas kontak fluida - kedalaman resevoir
- Hitung permeabilitas berdasarkan korelasi porositas vs permeabilitas dari data *core*.
- Perkirakan harga Swc untuk setiap data dengan menggunakan hubungan permeabilitas *core* vs Swc *core* Hitung ($J\sigma^*\cos\theta$) dan normalisasi saturasi air (S_w^*) untuk setiap data, dengan menggunakan persamaan :

$$J\sigma^*\cos\theta = Pc * \sqrt{k/\phi}$$

$$J\sigma^*\cos\theta = \Delta\rho * g * h * \sqrt{k/\phi}$$

$$S_w^* = (S_w \log - Swc) / (1 - Swc) \quad (13)$$

- Plot ($J\sigma^*\cos\theta$) vs S_w^* sehingga diperoleh pola tekanan kapiler untuk memperkirakan harga ($J^{\max}\sigma^*\cos\theta$) pada $S_w^*=0$
- Gunakan ($J^{\max}\sigma^*\cos\theta$) perkirakan harga J^{\max} dari tekanan kapiler untuk memperoleh harga ($\sigma^*\cos\theta$) pada kondisi reservoir
- Dari bentuk kurva ($J\sigma^*\cos\theta$) vs S_w^* perkirakan harga (θ)

- Hitung harga J dengan menggunakan data σ dan θ yang baru
- Hitung S_w^{**} yang baru dengan menggunakan persamaan hasil plotting S_w^* vs $1/(J+1)$
- Hitung saturasi air berdasarkan data *J-Function*, dengan persamaan :

$$S_w - J\text{Function} = Swc + (1 - Swc) * S_w^{**} \quad (14)$$

Gambar 11, Gambar 12 dan Gambar 13, menunjukkan grafik yang digunakan untuk perhitungan *Sw-Jfunction*. Dari grafik pada **Gambar 13**. diperoleh persamaan :

$$S_w^{**} = 3,837822965 * (S_w^*)^5 - 10,09234941 * (S_w^*)^4 + 7,774626253 * (S_w^*)^3 - 1,075010993 * (S_w^*)^2 + 0,429039546 * (S_w^*) + 0,053580209 \quad (15)$$

sehingga diperoleh persaaan *Sw-J function* berdasarkan *SwLog* yang sudah dikoreksi dengan data tekanan kapiler dari data *core* :

$$S_w - J\text{function} = Swc + (1 - Swc) * (S_w^{**}) \quad (16)$$

Swc dihitung dengan menggunakan korelasi dari permeabilitas dengan Swc seperti yang ditunjukkan pada grafik pada **Gambar 8**. Persamaan untuk menghitung Swc dari permeabilitas adalah :

$$Swc = 0.739868537(K)^{-0.158915482} \quad (17)$$

Diagram alir perhitungan S_w dengan pendekatan *J-function* secara keseluruhan ditunjukkan pada **Gambar 9**.

Hasil dan Analisa

Data sampel *core* pada Lapangan "X" terdiri dari 4 sample yang diperoleh dari sumur X-26. Tabulasi hasil analisa laboratorium dapat dilihat pada **Table-1 dan Tabel-2**. Plot data tekanan kapiler menunjukkan plot yang tidak seragam hal ini menghasilkan data S_{wi} yang berbeda-beda hal dipengaruhi oleh porositas, permeabilitas dan tegangan permukaan densitas fluida. Data log sumuran yang digunakan untuk analisa saturasi air awal sebanyak 20 sumur, sumur yang digunakan merupakan sumur lama (sumur awal), sehingga diassumsikan S_w yang diperoleh adalah S_w *initial*. Analisa didasarkan pada pembagian fasies (lapisan).

Analisa perata-rataan data tekanan kapiler (pc vs sw) menggunakan metode *J-Function* untuk setiap lapisan (fasies) akan diperoleh satu kurva yang mewakili kondisi Pc vs Sw pada setiap



lapisan (fasies) (**Gambar 6**). Pada setiap sampel akan dianalisa besarnya J_{max} , bertujuan untuk menentukan faktor tegangan permukaan dan sudut kontak fluida. Berdasarkan analisa core (analisa tekanan kapiler) diperoleh besarnya J_{max} sebesar 17,66. Parameter J_{max} berguna untuk melakukan koreksi pada analisa penentuan zona transisi pada well log, dikarenakan dalam analisa well log kesulitan dalam penentuan besarnya tegangan permukaan dan sudut kontak, data sudut kontak dan besarnya tegangan permukaan hanya dapat diperoleh pada analisa core.

Dalam penentuan zona transisi pada well log perlu dilakukan penentuan batas kontak fluida, selanjutnya dilakukan normalisasi Sw untuk melihat distribusi maupun anomali distribusi Sw , Penentuan Sw_c dilakukan melalui korelasi antara Sw_c vs permeabilitas yang diperoleh dari analisa core (**Gambar 8**). Analisa sw_c ini diperlukan dalam melakukan normalisasi Sw . Hasil Analisa well log selanjutnya dilakukan plot antar Sw^* vs $J(max)$ sehingga hasil tersebut di koreksi terhadap J_{max} yang diperoleh dari analisa core. Setelah diperoleh maka dilakukan validasi dengan melakukan plot antara Sw^* dengan $J(1+J)$ untuk mendapatkan hasil kurva yang sesuai. Berdasarkan analisa ini akan diperoleh persamaan hasil turunan dari koreksi antara analisa well log dengan analisa core.

Berdasarkan analisa penentuan Sw pada kondisi sand shale salah satu metode analisisnya dengan menggunakan Waxman Smith untuk memodelkan distribusi Sw_{log} .

Permasalahan yang muncul adalah penentuan model Sw_{log} pada zona – zona yang didominasi oleh shale (karakteristik Lapangan "X"). Hasil analisa koreksi menunjukkan hasil yang lebih besar dari pada menggunakan 2 metode sebelumnya (**Gambar 15**), hal ini dipengaruhi oleh distribusi V_{shale} , porositas, permeabilitas, kedalaman, densitas fluida serta Sw_c pada tiap interval kedalaman. Koreksi dan validasi hasil dari penurunan rumus tersebut akan mempengaruhi hasil perhitungan besarnya cadangan.

Pada kondisi analisa dengan menggunakan metode Waxman Smith menunjukkan hasil yang berbeda pada analisa pemodelan Sw_{log} , setelah dilakukan cross cek dengan menggunakan data tes produksi. Berdasarkan analisa dengan metode Waxman smith pada beberapa interval kedalaman berdasarkan kurva Sw_{log} menunjukkan adanya (kurva Sw_{log} yang kecil) **Gambar 15**, indikasi adanya akumulasi HC, tetapi berdasarkan analisa hasil tes produksi menunjukkan water cut 100%, dengan adanya permasalahan ini maka dua metode

yang digunakan dalam melakukan analisa untuk mendapatkan Sw kurang sesuai.

Berdasarkan analisa tes produksi menunjukkan 100 % air, tetapi berdasarkan analisa well log dengan metode dual water menunjukkan ada indikasi akumulasi Hidrokarbon. Hasil analisa dengan menggunakan penurunan rumus ($Sw-J$ Function) menunjukkan bahwa di interval tersebut didominasi oleh air sehingga persamaan tersebut telah sesuai dengan kondisi di lapangan, sehingga validasi hasil penurunan rumus yang diperoleh dari koreksi analisa log dengan koreksi analisa core dapat diterapkan untuk melakukan perhitungan pada sumur – sumur lain

Kesimpulan

1. Pembuatan model geologi khususnya dalam melakukan analisa saturasi awal air diperlukan koreksi dengan menggunakan hasil analisa core untuk melakukan koreksi
2. Persamaan koreksi Sw_{log} pada Lapangan "X" adalah sebagai berikut
$$Sw_{log} = Sw_c + (1 - Sw_c) * Sw^{**}$$
$$Sw^{**} = 3,837822965 * (Sw^*)^5 - 10,09234941 * (Sw^*)^4 + 7,774626253 * (Sw^*)^3 - 1,075010993 * (Sw^*)^2 + 0,429039546 * (Sw^*) + 0,053580209$$
$$Sw_c = 0.739868537(K)^{-0.158915482}$$
3. Hasil penurunan persamaan untuk memodelkan distribusi saturasi awal menghasilkan hasil yang sesuai dengan kondisi lapangan dibandingkan dengan menggunakan persamaan yang lain (Waxman Smith).
4. Metode ini dapat digunakan jika data core (SCAL) terbatas. Keterbatasan dari metode ini adalah ketergantungannya pada log sumuran untuk melakukan analisa.

Referensi

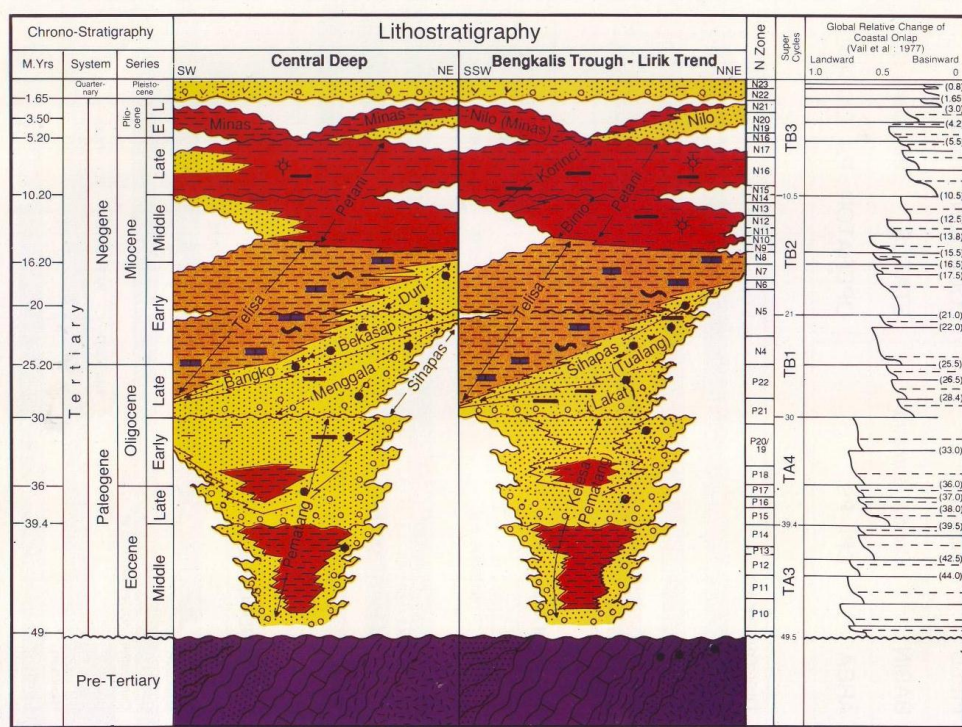
- Ahmed, T., "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2001
- Berg, R. R., "Reservoir Sandstones", Texas A&M University, Prentice Hall, Austin, 1986
- Bowen, D.G., "Formation Evaluation and Petrophysic", Core Laboratories Jakarta Indonesia, 2003
- Djebbar T. and Erle C. D., "Petrophysic Teory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid", Gulf Professional Publishing, Oxford, UK, 2004
- Genliang, G., and Marlon A. D., "Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water



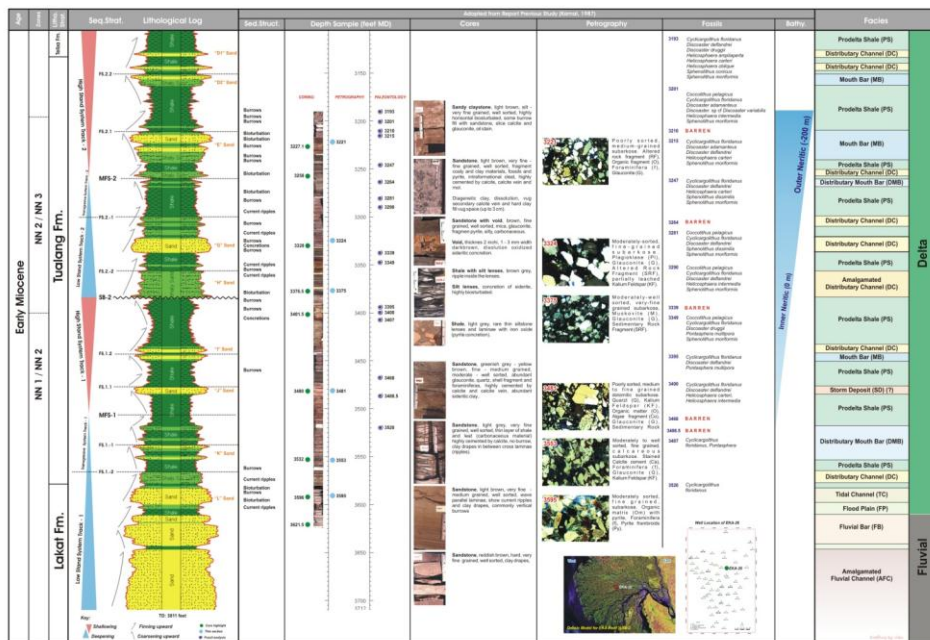
- Saturation Modeling*", Paper SPE 97033, Dallas, 2007
- Helander, D. P. "*Fundamentals of Formation Evaluation*". Tulsa, Oklahoma : Oil and Gas Consultants International Inc.1983
- Pablo E. L., "*A Method to Estimate Permeability on Un-cored Wells Based on Well Logs and Core Data*", Paper SPE 81058, Trinidad, 2003
- Rahmawan, I., "*Estimating Permeability in Un-cored Wells Using Modified Flow Zone Index*", Paper SPE 122040, Jakarta, 2009
- Uguru C. I., and Unyeagoro U. O., "*Permeability Prediction Using Genetic Unit Average of Flow Zone Indicators (FZIs) and Neural Networks*", Paper SPE 98828, Nigeria, 2005



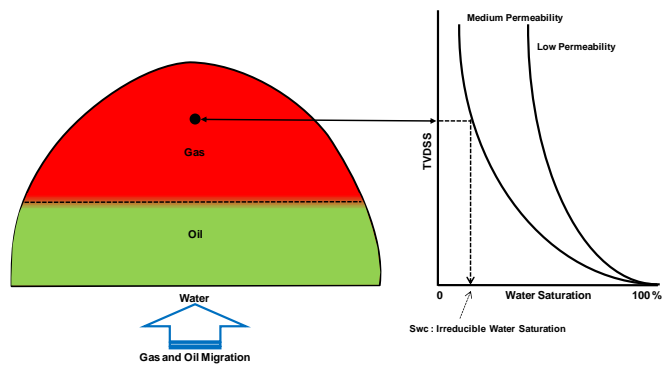
PROSIDING SIMPOSIUM DAN SEMINAR
GEOMEKANIKA KE-1 TAHUN 2012
MENGGAGAS MASA DEPAN REKAYASA BATUAN &
TEROWONGAN DI INDONESIA



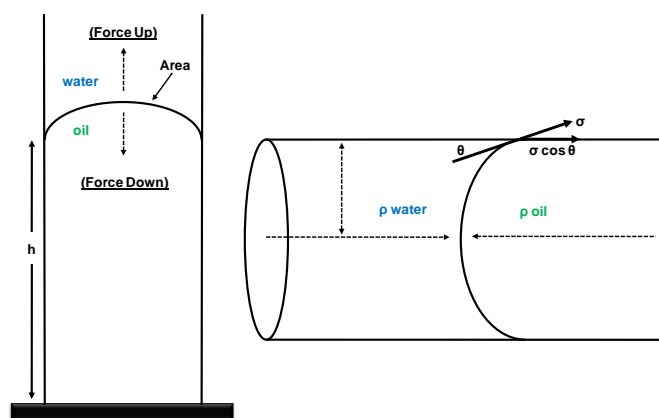
Gambar 1. Stratigrafi Sumatera Tengah



Gambar 2. Compilation Chart Sumur X-26



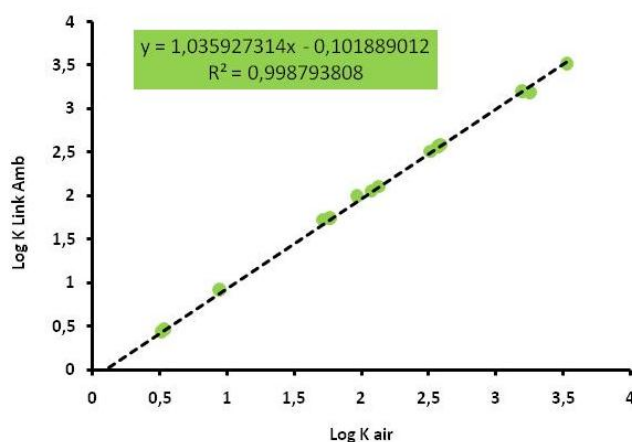
Gambar 3. Ilustrasi Tekanan Kapiler



Gambar 4. Ilustrasi Buoyancy Pressure of Oil Displacing Water

Tabel-1. Tabulasi Pengukuran Permeabilitas (Laboratorium) Sampel Core

Sample Number	Depth feet	Net Overburden (800psi)			Net Overburden (1300psi)		
		K~	kair	φ	K~	kair	φ
50B	3242	85.2	92.6	21.4	76	82.1	21
126A	333	110	118	22.8	108	115	22.6
154B	3361	48	51.4	21.5	44.8	48	21.3
333B	3595	371	385	30.8	362	377	30.7



Gambar 5. Korelasi Log Kair vs Log Klink Amb



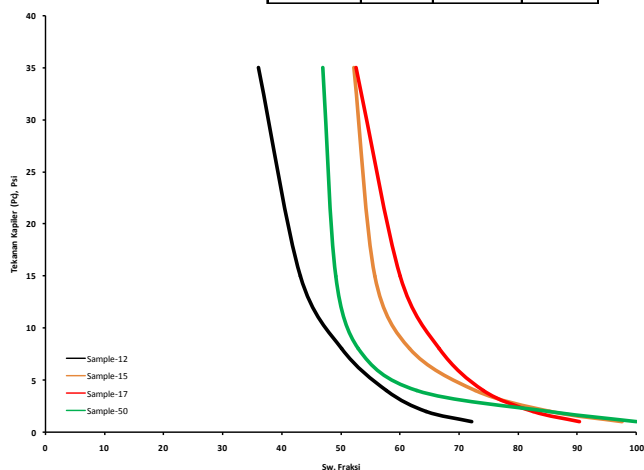
**Tabel-2. Tabulasi Data Pengukuran
Tekanan Kapiler**

Sampel	Perm	Por	Sw	Pc	J(Sw)	Sw*
12	338	0.293	72.2	1	0.70	0.56
			64.48	2	1.40	0.44
			57.75	4	2.80	0.34
			50.18	8	5.60	0.22
			43.12	15	10.49	0.11
			36.1	35	24.48	0.00

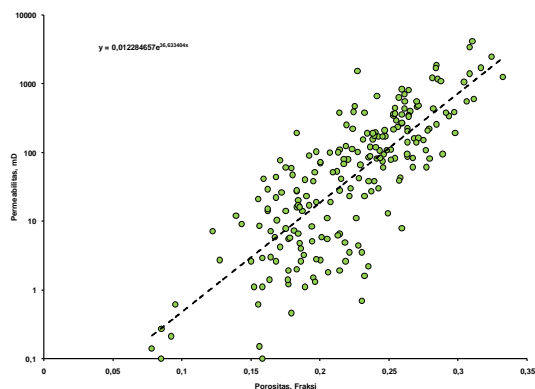
Sampel	Perm	Por	Sw	Pc	J(Sw)	Sw*
15	141	0.263	97.6	1	0.48	0.95
			85.5	2	0.95	0.70
			72.8	4	1.91	0.43
			61.6	8	3.81	0.20
			55.75	15	7.15	0.07
			52.25	35	16.69	0.00

Sampel	Perm	Por	Sw	Pc	J(Sw)	Sw*
17	74	0.245	90.42	1	0.36	0.80
			82.5	2	0.72	0.63
			74.1	4	1.43	0.45
			66.65	8	2.86	0.30
			60	15	5.37	0.16
			52.6	35	12.53	0.00

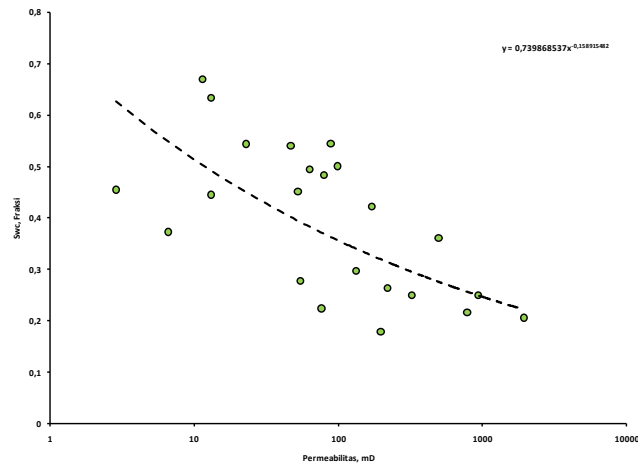
Sampel	Perm	Por	Sw	Pc	J(Sw)	Sw*
50	154	0.231	100	1	0.53	1.00
			85.3	2	1.06	0.72
			62.8	4	2.13	0.30
			53	8	4.25	0.11
			49.1	15	7.98	0.04
			47	35	18.61	0.00



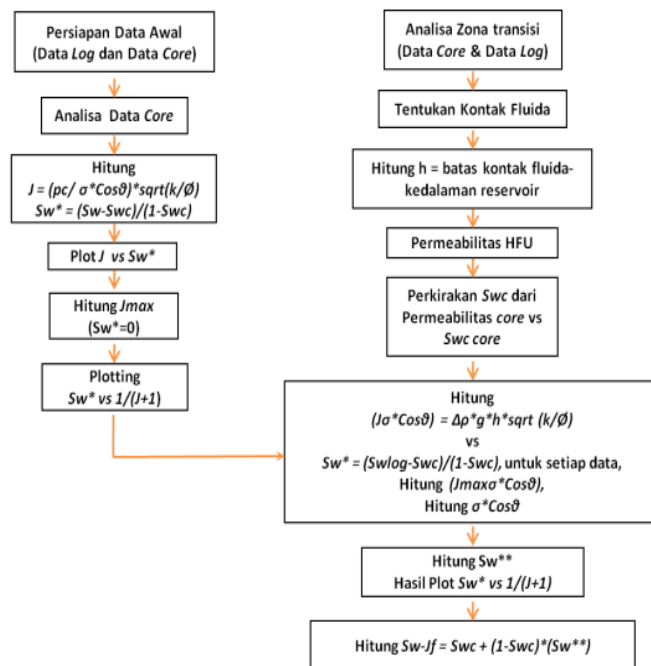
Gambar 6. Plot Data Tekanan Kapiler



Gambar 7. Plot Korelasi Porositas vs Permeabilitas



Gambar 8. Korelasi Permeabilitas vs Swc

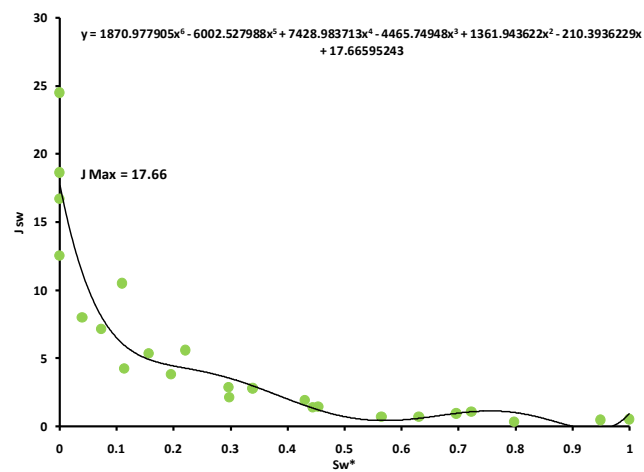


Gambar 9. Diagram Alir Perhitungan Sw dengan Pendekatan J-function

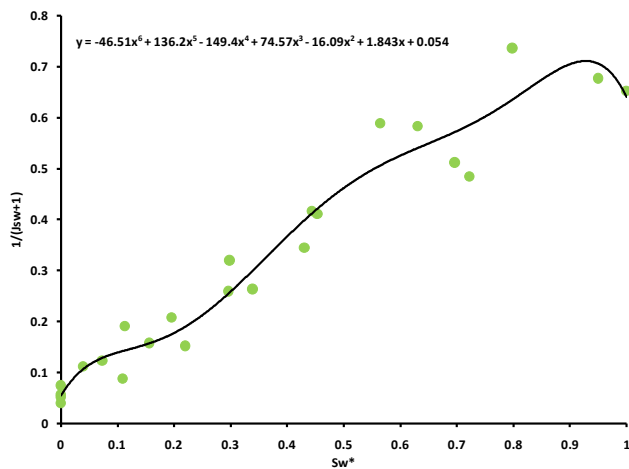


Tabel-3. Tabulasi Sw^* , $J(Sw)$ dan $1/(Jsw+1)$ Hasil Analisa Core

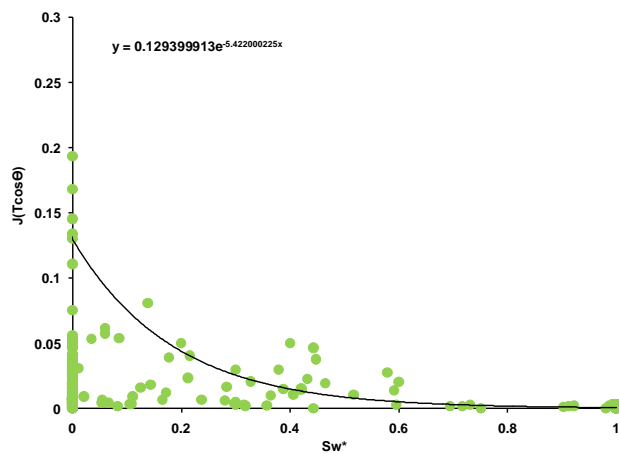
Sw^*	j_{sw}	$1/(Jsw+1)$
0.56	0.70	0.59
0.44	1.40	0.42
0.34	2.80	0.26
0.22	5.60	0.15
0.11	10.49	0.09
0.00	24.48	0.04
0.95	0.48	0.68
0.70	0.95	0.51
0.43	1.91	0.34
0.20	3.81	0.21
0.07	7.15	0.12
0.00	16.69	0.06
0.80	0.36	0.74
0.63	0.72	0.58
0.45	1.43	0.41
0.30	2.86	0.26
0.16	5.37	0.16
0.00	12.53	0.07
1.00	0.53	0.65
0.72	1.06	0.48
0.30	2.13	0.32
0.11	4.25	0.19
0.04	7.98	0.11
0.00	18.61	0.05



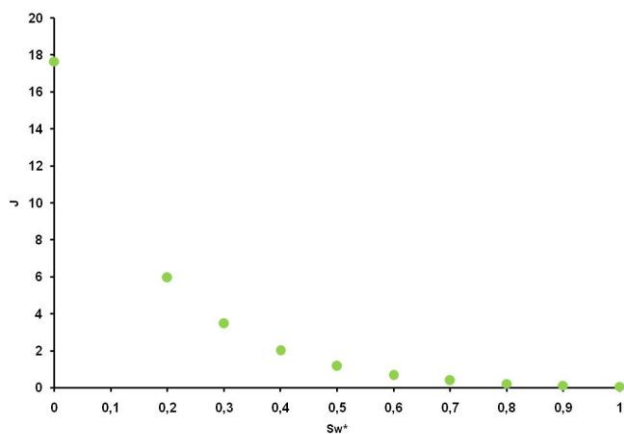
Gambar 10. Plot Sw^* vs $J(Sw)$ Core



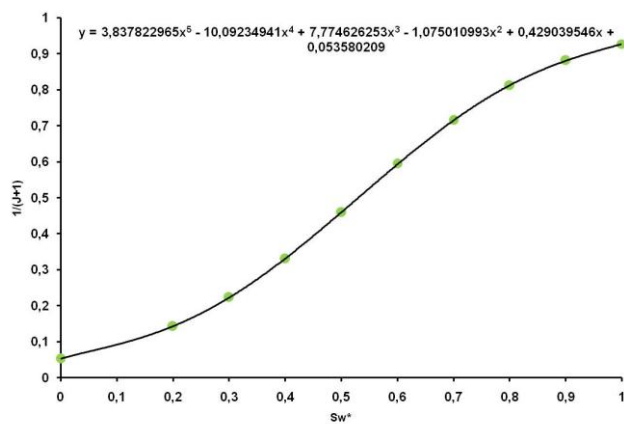
Gambar 11. Plot Sw^* vs $1/(JSw+1)$ Core



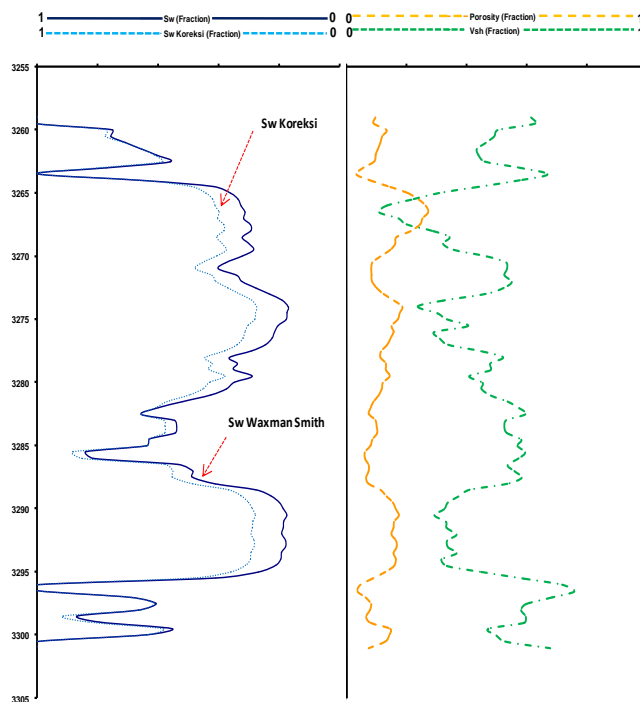
Gambar 12. Sw^* vs $J(\sigma \cos \theta)$



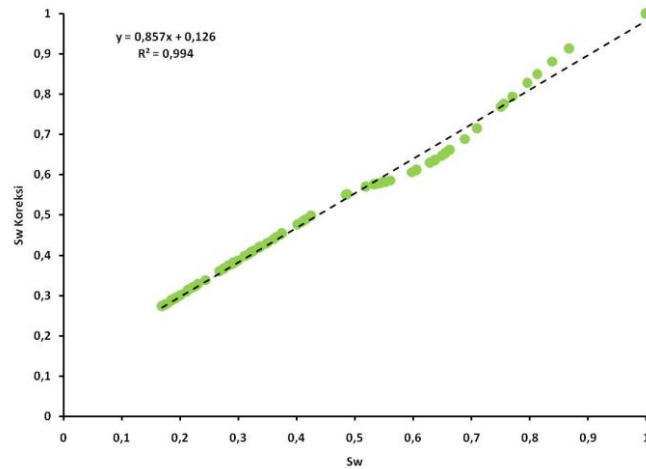
Gambar 13. Sw^* vs J



Gambar 14. Grafik Perhitungan Sw -JFunction



Gambar 15. Plot Kurva Well Log



Gambar 16. S_w vs S_w Koreksi

Tabel-4. Tabulasi Tes Produksi (3260 ft-3295 ft)

No	Date	Qo (BOPD)	Qw (BWPD)	WC (%)
1	01/08/1987	0	224	100
2	01/05/1988	0	325	100